

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

Таблица 5

Характеристика пластового флюида по режимам скважины X

Степень открытия регулирующей задвижки, %	37	23	46
Режим	Эксплуатационный	1 режим	2 режим
Содержание компонентов в пластовом флюиде, % мольн.			
Метан	98,773	98,763	98,780
Углеводороды C ₂ -C ₄	0,721	0,732	0,720
Азот	0,364	0,363	0,363
Углекислота	0,089	0,091	0,089
Гелий	0,007	0,007	0,007
Водород	0,000	0,000	0,000
Потенциальное содержание углеводородов C ₅₊ в составе пластового газа, г/м ³	2,208	2,108	1,908
Плотность дегазированного конденсата, кг/м ³	829,90	826,00	829,50
Молярная масса дегазированного конденсата, г/моль	161,91	156,87	160,72

Исследования состава пластового газа с помощью малогабаритной термостатируемой сепарационной установки показали, что содержание углеводородов C₅₊ в его составе меняется в зависимости от режима в диапазоне 1,91–2,21 г/м³. Лабораторное исследование дегазированных конденсатов показало незначительное расхождение в свойствах в зависимости от режима работы скважины.

ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ БАРАКАЕВСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.С. Бельгесова, М.А. Казакова

Научный руководитель доцент М.В. Омелянюк

Армавирский механико-технологический институт (филиал)

Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Россия

При выделении эксплуатационных объектов на Баракаевском месторождении учтены следующие основные геологопромысловые факторы, характеризующие особенности строения: диапазон нефте- и газонасыщенности по разрезу; глубины залегания пластов; литологическая характеристика продуктивных отложений; число продуктивных пластов; положение ВНК и ГНК по пластам; совпадение залежей в плане; диапазон изменения коллекторских свойств; величина запасов нефти и газа по пластам, горизонтам; свойства нефти и газа по разрезу; режимы залежей, их возможное изменение; термобарические условия залежей; их продуктивность.

В результате в разрезе месторождения были выделены залежи нефти и газа, приуроченные к юрским отложениям: в келловейском ярусе – II горизонт, в бат-байосском ярусе – горизонты IIIa, IIIb и IIIг. При этом нефтегазонасыщенность двух последних горизонтов рассмотрена совместно, что связано с тем, что при проведении геологоразведочных работ, а также в процессе эксплуатации их объединяли в единый объект. Собственно, в качестве самостоятельных объектов эксплуатации данные залежи и находились в разработке. Таким образом, на месторождении выделено три эксплуатационных объекта – горизонты II, IIIa, IIIг.

На основе выполненного анализа разработки продуктивных отложений Баракаевского месторождения были построены трёхмерные геолого-гидродинамические модели в программном продукте «Eclipse 100» фирмы «Schlumberger», которые позволили сформировать следующие варианты дальнейшей разработки.

Вариант 1 «без изменений» – продолжение разработки без внесения изменений в существующую систему на смешанном режиме (естественный упруговодонапорный, замкнуто-упругий и растворённого газа).

Вариант 2 «мероприятия утверждённого ПТД без разбуривания газовых шапок» – в дополнение к Варианту 1 предусматривается выполнение мероприятий действующего ПТД без разбуривания газовых шапок.

Вариант 3 «полное извлечение запасов нефти и газовых шапок» – в дополнение к мероприятиям Варианта 2 предусматриваются дополнительные ГТМ, позволяющие достичь утверждённую нефтеотдачу с последующим разбуриванием и вводом в разработку газовых шапок.

Горизонт II.

Вариант 1 – продолжение разработки без внесения изменений в существующую систему на смешанном режиме (естественный упруговодонапорный и растворённого газа). Фонд скважин для бурения отсутствует. Общий фонд скважин – 58, в т. ч. 57 – добывающих нефтяных (из них 7 – действующих, 14 – наблюдательных, 36 – ликвидированных), 1 – газовая (в консервации). Накопленная добыча нефти – 1033 тыс. т, КИН – 0,403; Кыт – 0,649; Кохв – 0,621; ПСС – 17,2 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 412 млн. м³, КИГ – 0,436.

Вариант 2 – предусматривает мероприятия утверждённого ПТД без разбуривания газовых шапок. Бурение боковых стволов в наблюдательных скважинах – 4 скв.-опер. Общий фонд скважин – 58, в т. ч. 57 – добывающая нефтяная (из них 11 – действующих, 10 – наблюдательных, 36 – ликвидированных) и 1 – газовая (в консервации). Накопленная добыча нефти – 1077 тыс. т, КИН – 0,421; Кыт – 0,649; Кохв – 0,649; ПСС – 15,3 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 412 млн. м³, КИГ – 0,436.

Вариант 3 – в дополнение к мероприятиям Варианта 2 предусматриваются дополнительные мероприятия, позволяющие достичь утверждённой нефтеотдачи с последующим разбуриванием и вводом в разработку

газовых шапок. Бурение боковых стволов – 7 скв.-опер. (в т. ч. 5 скв.-опер. – в наблюдательных скважинах, 1 скв.-опер. – в действующей скважине и 1 скв.-опер. – в ликвидированной скважине). Бурение двух газовых скважин. Общий фонд скважин – 61, в т. ч. 58 – добывающая нефтяная (из них 14 – действующих, 9 – наблюдательных, 35 – ликвидированных) и 3 – газовые (2 – действующие, 1 – в консервации). Накопленная добыча нефти – 1100 тыс. т, КИН – 0,430; Кывт – 0,649; Кохв – 0,663; ПСС – 14,1 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 943 млн. м³, КИГ – 1,0.

Горизонт IIIa. Вариант 1 – не рассматривался, так как разработка объекта не ведётся.

Вариант 2 – предусматривается выполнение мероприятий действующего проектного документа без разбуривания газовых шапок на смешанном режиме (естественный замкнуто-упругий и растворённого газа). Бурение боковых стволов – 2 скв.-опер. (перевод одной наблюдательной с объекта II и перевод одной ликвидированной с объекта II). Общий фонд скважин – 2 добывающие. Накопленная добыча нефти – 109 тыс. т, КИН – 0,207; Кывт – 0,649; Кохв – 0,319; ПСС – 25,5 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 9 млн. м³, КИГ – 0,021.

Вариант 3 – в дополнение к мероприятиям Варианта 2 предусматриваются дополнительные мероприятия, позволяющие достичь утверждённой нефтеотдачи с последующим разбуриванием и вводом в разработку газовых шапок. Бурение боковых стволов – 4 скв.-опер. (перевод двух наблюдательных скважин с объекта II и перевод двух ликвидированных скважин с объекта II). Бурение 2 газовых скважин. Общий фонд скважин – 6, в т. ч. 7 – нефтяных (из них 4 – действующие) и 2 – газовые (действующие). Накопленная добыча нефти – 125 тыс. т, КИН – 0,237; Кывт – 0,649; Кохв – 0,365; ПСС – 19,1 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 446 млн. м³, КИГ – 1,0.

Горизонт IIIв. Вариант 1 – продолжение разработки без внесения изменений в существующую систему на смешанном режиме (естественный замкнуто-упругий и растворённого газа). Фонд скважин для бурения отсутствует. Общий фонд скважин – 6 добывающих нефтяных (из них 3 – действующие, 2 – наблюдательных, 1 – ликвидированная). Накопленная добыча нефти – 24 тыс. т, КИН – 0,086; Кывт – 0,649; Кохв – 0,133; ПСС – 16,9 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 43 млн. м³, КИГ – 0,066.

Вариант 2 – предусматривается выполнение мероприятий действующего проектного документа без разбуривания газовых шапок. Перевод одной на наблюдательной скважины с горизонта II на горизонт IIIв в 2019 году. Бурение боковых стволов – 2 скв.-опер. (в т. ч. 1 скв.-опер. – из действующей скважины и 1 скв.-опер. – из наблюдательной скважины II горизонта). Общий фонд скважин – 8 добывающих нефтяных (из них 5 – действующих, 2 – наблюдательных, 1 – ликвидированная). Накопленная добыча нефти – 44 тыс. т, КИН – 0,157; Кохв – 0,242; ПСС – 13,0 га. Накопленная добыча газа газовых шапок – 43 млн. м³, КИГ – 0,066.

Вариант 3 – в дополнение к мероприятиям Варианта 2 предусматриваются дополнительные мероприятия, позволяющие достичь утверждённой нефтеотдачи с последующим разбуриванием и вводом в разработку газовых шапок. Перевод одной на наблюдательной скважины с горизонта II на горизонт IIIв в 2019 г. Бурение боковых стволов – 5 скв.-опер. (в т. ч. 1 скв.-опер. – из действующей скважины, 2 скв.-опер. – из наблюдательных скважин II горизонта и 2 скв.-опер. – из ликвидированных скважин II горизонта). Бурение четырех газовых скважин. Общий фонд скважин – 15 добывающих нефтяных (из них 8 – действующих, 2 – наблюдательных, 1 – ликвидированная) и 4 газовые (действующие). Накопленная добыча нефти – 67 тыс. т, КИН – 0,237; Кохв – 0,365; ПСС – 10,6 га. Накопленная добыча газовых шапок – 644 млн. м³, КИГ – 1,0.

Месторождение в целом. Вариант 1 – является суммой Вариантов 1 по всем эксплуатационным объектам. Общий фонд скважин – 64, в т. ч. 63 добывающие нефтяные (из них 10 – действующих, 16 – наблюдательных, 37 – ликвидированных) и 1 газовая (в консервации). Фонд скважин для бурения отсутствует. Накопленная добыча нефти – 1149 тыс. т, КИН – 0,341. Накопленная добыча газа газовых шапок – 463 млн. м³, КИГ – 0,228.

Вариант 2 – является суммой Вариантов 2 по всем эксплуатационным объектам. Перевод одной наблюдательной скважины с горизонта II на горизонт IIIв в 2019 г. Бурение боковых стволов – 8 скв.-опер. (в т. ч. 6 скв.-опер. – из наблюдательных скважин, 1 скв.-опер. – из ликвидированной скважины и 1 скв.-опер. – из действующей скважины). Общий фонд скважин – 64, в т. ч. 63 добывающие нефтяные (из них 18 – действующих, 9 – наблюдательных, 36 – ликвидированных) и 1 газовая (в консервации). Накопленная добыча нефти – 1231 тыс. т, КИН – 0,365. Накопленная добыча газа газовых шапок – 463 млн. м³, КИГ – 0,228.

Вариант 3 – является суммой Вариантов 3 по всем эксплуатационным объектам. Перевод одной наблюдательной скважины с горизонта II на горизонт IIIв в 2019 г. Бурение боковых стволов – 16 скв.-опер. (в т. ч. 9 скв.-опер. – из наблюдательных скважин, 5 скв.-опер. – из ликвидированных скважин и 2 скв.-опер. – из действующих скважин). Бурение восьми газовых скважин. Общий фонд скважин – 72, в т. ч. 63 добывающие нефтяные (из них 25 – действующих, 6 – наблюдательных, 32 – ликвидированных) и 9 газовых (из них 8 – действующих, 1 – в консервации). Накопленная добыча нефти – 1292 тыс. т, КИН – 0,383. Накопленная добыча газа газовых шапок – 2032 млн. м³, КИГ – 1,0.

С учётом текущего состояния разработки эксплуатационных объектов предполагается на смешанном режиме с преобладанием и дальнейшим развитием режима растворённого газа.

Довольно высокая степень выработки извлекаемых запасов (88,9 %) и низкая проницаемость в сочетании с высокой глинизацией пород-коллекторов при небольшом фонде скважин и полном отсутствии соответствующей инфраструктуры, учитывая финансовую затратность возможного процесса ППД, обуславливают нецелесообразность и проблематичность в создании соответствующей системы на Баракаевском месторождении.

Для применения других методов воздействия (физико-химических, газовых), необходимо тщательное изучение эффективности процессов вытеснения в лабораторных условиях, а затем проведение опытных работ. На

настоящий момент времени никаких исследований по определению на кернах остаточной нефтенасыщенности, коэффициентов вытеснения различными агентами по Баракаевскому месторождению не существует.

Учитывая аварийное состояние большого количества скважин, а также резервы по нефтенасыщенной мощности, которые не охвачены дренированием, необходимо предусмотреть восстановление продуктивности ряда скважин, как бездействующих, так и действующих.

Наиболее распространённым мероприятием в подобных обстоятельствах является забуривание боковых стволов в направлении наибольших остаточных подвижных запасов нефти, определяемым на основе созданных геолого-гидродинамических моделей.

Литература

1. Омелянюк М.В., Пахлян И.А. Повышение эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет применения импульсно-ударного, кавитационного воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта. / Нефтепромысловое дело, 2014. – С. 19–23.
2. Пахлян И.А. Современные методы и технологии обработки призабойной зоны пласта. Статья в сборнике трудов конференции / Проблемы геологии и освоения недр. Изд-во «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», 2003. – С. 561–562.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ИЗОЛЯЦИИ И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА ПРИ ГИДРОРАЗРЫВЕ ПЛАСТА

А.В. Большунов

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидроразрыв пласта (ГРП) является самым эффективным мероприятием по увеличению нефтеотдачи. С увеличением притока флюида к скважине, помимо увеличения добычи нефти, увеличивается добыча жидкости, особенно при проведении повторных ГРП. Проблема снижения обводненности является ключевой проблемой нефтегазовой промышленности, решение этой проблемы приведет к увеличению срока службы насосных агрегатов и снизит нагрузку на оборудование первичного разделения нефти от воды.

Целью данной статьи является привлечение внимания к разработке запасов нефти, сосредоточенных в застойных зонах месторождения, которые не позволяют вовлечь в разработку сложившаяся система гидропотоков. А также обоснование эффективности применения и выбора способов изоляции и ограничения водопритока. В статье рассматривается выбранная группа скважин Тевлинско-Рускинского месторождения и анализируется влияние изоляционных работ на дебит жидкости и нефти после ГРП, обводненности и фазовой проницаемости.

Исследуемый объект X разработки Тевлинско-Рускинского месторождения имеет сложное строение продуктивных горизонтов и 30-летнюю историю эксплуатации. Для проведения работ по ограничению водопритока на исследуемом объекте X используют две технологии: закачка в разграничивающий интервал модификаторов фазовой проницаемости (МФП) и технология изоляции цементно-глиняным кольцом (мостом).

При изоляции пластов с использованием МФП для снижения риска преждевременного обводнения скважин и на высокообводненных скважинах при ГРП применяют реагенты, снижающие относительную фазовую проницаемость по воде. Модификаторы фазовой проницаемости представляют собой смесь полимеров и поверхностно-активных веществ, принцип действия которых основан на изменении смачивающих свойств породы за счет осаждения (адсорбции) полимера на стенках поровых каналов, полимерная цепь молекулы МФП удлиняется при взаимодействии с водой, а при контакте с углеводородами сжимается, не препятствуя их прохождению.

На объекте X проведено несколько ГРП с использованием технологии МФП. Необходимо отметить, что увеличение объема и удельного расхода МФП на метр эффективной мощности пласта приводит к меньшему уровню обводненности после ГРП.

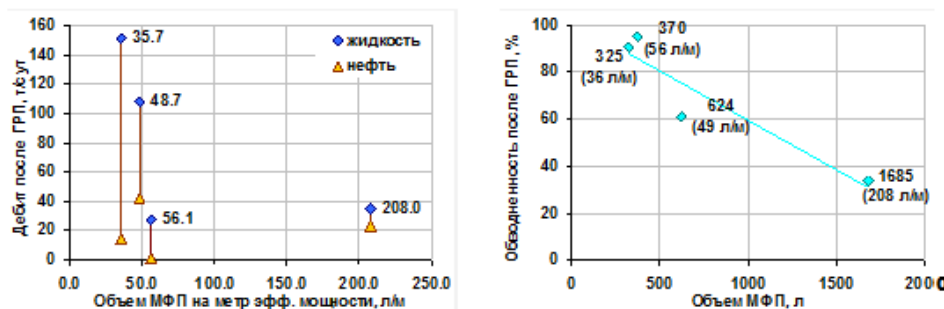


Рис.1. Зависимость дебитов нефти и жидкости после ГРП (а) и обводненности (б) от объема МФП. ГРП с применением модификатора фазовой проницаемости